

Zbigniew GRUDZIŃSKI¹
Katarzyna STALA-SZLUGAJ²
Urszula OZGA-BLASCHKE³

Ceny energii elektrycznej na rynku krajowym

Wprowadzenie

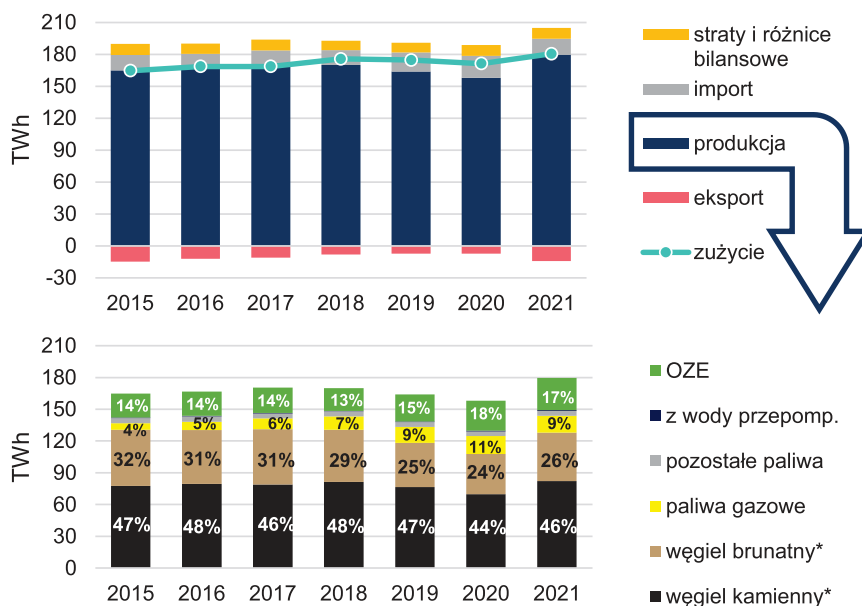
Od kilku lat obserwowany jest wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce (patrz: rys. 1). Zanotowany w 2020 r. spadek jej zużycia wynikał ze spowolnienia gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19. Pomiędzy rokiem 2015 a 2021 zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło o 10% (tj. o 15,9 TWh) do poziomu 180,5 TWh. Widoczny na rysunku 1 relatywnie wyraźnie zaznaczający się import energii elektrycznej w latach 2020–2021 (stanowiący 10–12% krajowego zużycia) wynikał z niższych cen energii elektrycznej występujących na giełdach zachodnich w stosunku do cen na krajowej giełdzie TGE (TGE – Towarowa Giełda Energii).

Krajowa produkcja energii elektrycznej obecnie nie gwarantuje pokrycia całego zapotrzebowania. Zgodnie z publikowanymi danymi, o ile jeszcze w 2013 roku polskie elektrownie bilansowały zapotrzebowanie z nadwyżką (4,5 TWh), to w 2014 roku pojawił się wyraźny deficyt (2,2 TWh), który pogłębił się w roku 2019 do 10,6 TWh a w 2020 r. wyniósł 13,2 TWh. W roku 2021 dzięki wzrostowi produkcji o 13,6% przy wzroście zużycia o 5,3% deficyt zmniejszył się do 887 GWh. Od 2016 roku w kraju występowała przewaga importu nad eksportem, gdyż hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce były zazwyczaj wyższe niż w krajach ościennych, ale w ostatnim okresie odnotowano zmianę relacji cenowych – ceny w Polsce były niższe niż w krajach ościennych. Do sytuacji przyczynił się wzrost cen paliw

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-4977-3595; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl

² Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0001-7946-7241; e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl



*w elektrowniach ciepłych zawodowych

Rys. 1. Produkcja, eksport, import oraz zużycie energii elektrycznej w Polsce, lata 2015–2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARE 2016–2022; GUS 2016–2022)

Fig. 1. Production, exports, imports and consumption of electricity in Poland in 2015–2021

(zwłaszcza gazu ziemnego). W efekcie w 2021 roku wzrósł eksport energii, a zmalał import. Import był mniejszy r/r o 26,8%, natomiast eksport wzrósł prawie dwukrotnie (o 93,2%).

Do zbilansowania rosnącego zapotrzebowania potrzebna była większa produkcja energii w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym, węglem brunatnym i gazem. Wyraźnie zwiększyły produkcję elektrownie zawodowe na węglu kamiennym (o 18,3%), elektrownie zawodowe na węglu brunatnym (o 20,2%), oraz elektrociepłownie na gaz (o 10,2%). Produkcja energii odnawialnej w roku 2021 wzrosła o 7,8%. Udział OZE w produkcji energii ogółem wyniósł 16,9%.

Pomimo zachodzących zmian w krajowym miksie energetycznym, udział wytwarzania w elektrowniach na węgiel kamienny jest i przez najbliższe lata nadal będzie znaczący. W latach 2015–2021 elektrownie na węgiel kamienny wytworzyły aż 44–48% energii elektrycznej wyprodukowanej w kraju (patrz: rys. 1). W związku z istotnym udziałem wytwarzania w tych elektrowniach w Polsce, węgiel kamienny jest najważniejszym nośnikiem energii w kraju, więc jego koszty użytkowania będą miały istotne znaczenie dla konkurencyjności polskiej energetyki. Analiza *Clean Dark Spreadu* (w skrócie: CDS) pozwala ocenić poziom konkurencyjności węgla w stosunku do innych paliw przy określonym poziomie cen energii na rynku giełdowym.

1. Koszty zużytego paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach

Istotnym elementem wpływającym na cenę energii elektrycznej są koszty zakupionego paliwa do jej wytworzenia. Dlatego w tabeli 1 przedstawiono koszty głównych paliw zużywanych przez krajowe elektrownie i elektrociepłownie czyli: węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego i biomasy.

W związku z tym, że największy udział w produkcji energii elektrycznej ma węgiel kamienny (patrz: rys. 1) obliczono, jak ceny innych nośników energii różnią się w stosunku do tego paliwa. Dla obliczeń przyjęto cenę węgla kamiennego zużytego w elektrowniach jako 1 i obliczono udziały pozostałych paliw (patrz: tab. 2).

Analizując dane z tabeli 2, można zauważyć, że najtańszym paliwem jest węgiel brunatny, którego ceny były przez większość lat niższe o 50–70%. Ceny węgla kamiennego zużytego w elektrociepłowniach były wyższe średnio o około 10%. Ceny gazu ziemnego zużytego w elektrociepłowniach w latach 2018–2021 były średnio dwukrotnie wyższe w stosunku do cen dla węgla kamiennego zużytego przez elektrownie. Natomiast po ośmiu miesiącach 2022 roku ceny gazu ziemnego były wyższe prawie pięciokrotnie. Wpływ na tę sytuację miał konflikt rosyjsko-ukraiński. Ceny biomasy były prawie 150% droższe od cen węgla kamiennego zużytego w elektrowniach. Na dodatek należy podkreślić, że ceny biomasy mają tendencję wzrostową.

TABELA 1. Koszt zużytego węgla, gazu i biomasy w elektrowniach i elektrociepłowniach

TABLE 1. Cost of coal, gas and biomass consumed at power and CHP plants

Rok	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny		Gaz ziemny	Biomasa
	Elektrownie	Elektrownie	Elektrociepłownie	Elektrociepłownie	
	zł/GJ				
2018	6,4	11,2	11,9	25,8	19,8
2019	8,1	12,5	13,2	27,5	24,7
2020	8,7	12,5	13,6	22,0	22,3
2021	7,8	12,0	13,2	26,3	20,1
I-VIII 2022	7,8	15,9	16,4	92,1	39,7

Źródło: opracowano na podstawie (ARE 2018–2022).

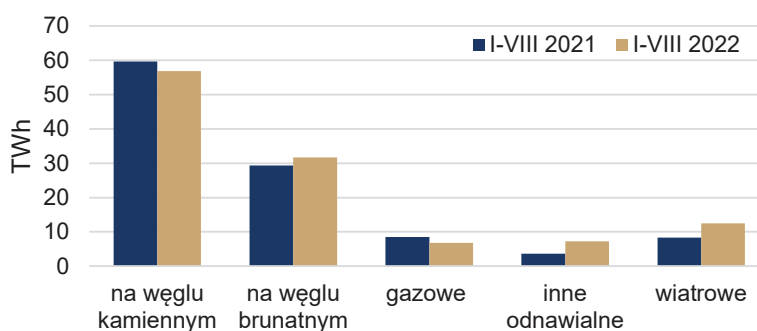
Wybuch wojny rosyjsko-ukraińskiej (luty 2022 r.) oraz wstrzymanie dostaw gazu ziemnego w ramach kontraktu jamalskiego zachwiały nie tylko cenami węgla kamiennego, ale również gazu ziemnego. Skutkiem tego zmieniła się struktura wytwarzania energii elektrycznej według paliw (patrz. rys. 2). Po ośmiu miesiącach 2022 r. udział elektrowni gazowych w produkcji ogółem zmalał o 2 punkty procentowe w stosunku do roku wcześniejszego i wyniósł 6%. Natomiast wytwarzanie w elektrowniach gazowych zmalało r/r o 20% i wyniosło 6,8 TWh. Spadku (o 5 punktów procentowych) doznał też udział wytwarzania w elektrowniach na węgiel kamienny i po ośmiu miesiącach 2022 r. wyprodukowano w tych elektrowniach 56,8 TWh. Nastąpił duży wzrost produkcji energii w źródłach odnawialnych (patrz: rys. 2).

TABELA 2. Porównanie cen wykorzystania innych nośników energii w stosunku do cen węgla kamiennego zużytego w elektrowniach

TABLE 2. Comparison of prices for the use of other energy carriers in relation to the price of hard coal consumed in power plants

Rok	Węgiel runatny	Węgiel kamienny		Gaz ziemny	Biomasa
	Elektrownie	Elektrownie	Elektrociepłownie	Elektrociepłownie	
Koszt węgla kamiennego do elektrowni = 100%					
2018	57%	100%	106%	230%	177%
2019	65%	100%	106%	220%	198%
2020	70%	100%	109%	176%	178%
2021	65%	100%	110%	219%	168%
I-VIII 2022	49%	100%	103%	579%	250%

Źródło: obliczenia własne.



Rys. 2. Struktura wytwarzania energii elektrycznej według paliw w okresie od stycznia do sierpnia lat 2021 i 2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2022)

Fig. 2. Electricity generation by fuel for the period January to August 2021 and 2022

2. Ceny energii elektrycznej na giełdzie TGE

Analizując sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce (biorąc pod uwagę jego strukturę, mechanizmy), można zauważyć, że nie odbiega on od kształtu rynku w większości innych państw europejskich. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Na TGE notowane są trzy główne kontrakty blokowe:

- Base – kontrakt bazowy; kontrakt z dostawą 1 MWh w każdej godzinie doby,
- Peak (tzw. euroszczyt) – kontrakt szczytowy; kontrakt z dostawą 1 MWh energii w każdej godzinie szczytu od 8 do 22,

→ Offpeak – kontrakt poza szczytem, kontrakt z dostawą 1 MWh energii w godzinach doliny zapotrzebowania (23–7).

Rynek długoterminowy RTT (RTT – Rynek Terminowy Towarowy) jest rynkiem, na którym zakup energii elektrycznej odbywa się z wyprzedzeniem czasowym i ma stałą ceną podczas obowiązywania kontraktu. Rynkiem spot dla energii elektrycznej w Polsce jest Rynek Dnia Następnego w skrócie: RDN. W Polsce funkcjonuje on od końca czerwca 2000 r. i stanowi odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych (TGE 2022a). Rynek ten przeznaczony jest dla takich podmiotów, które w poszczególnych godzinach doby chcą bezpiecznie domknąć swój portfel zakupów/sprzedaży energii elektrycznej.

W latach 2018–2021 przedmiotem handlu na rynku RTT było 189-198 TWh, a w przypadku rynku RDN było to 28–34 TWh (tab. 3). W przypadku rynku RTT największy spadek wolumenu obrotu w stosunku rocznym zanotowano w roku 2021 (–5%), a w przypadku rynku RDN w roku 2020 (–2%).

TABELA 3. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na RDN i RTT

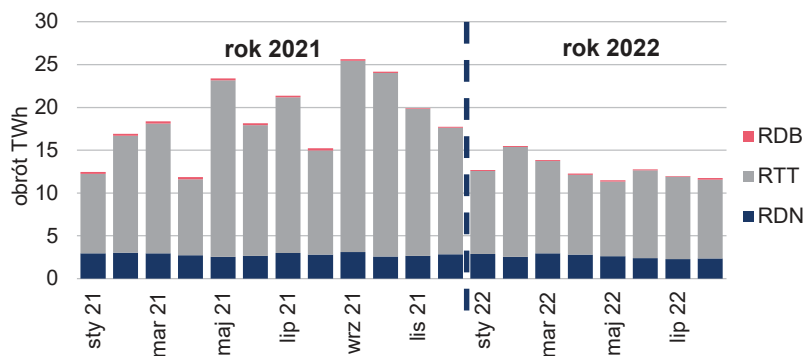
TABLE 3. Trading volumes on the POLPX by DAM and CFIM

Rok	Obrót [TWh]			Zmiana (r/r) [%]		
	ogółem	RDN	RTT	ogółem	RDN	RTT
2018	226	28	198	103	10	130
2019	229	34	195	1	22	–2
2020	233	33	198	2	–3	2
2021	226	34	189	–3	4	–5
I–VIII 2022	102	21	80	–26	–8	229

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b).

Obroty na rynku długoterminowym RTT stanowią większość (ok. 80–90%) obrotów realizowanych na TGE. Udział obrotów na rynku RDN wynosi 10–20%, a niewielką część (do 0,3%) stanowią obroty na rynku dnia bieżącego (w skrócie: RBD). Na RDN obroty energią elektryczną w 2021 r. osiągnęły rekordowy poziom w historii. Natomiast obroty ogółem spadły o 2% do 226 TWh. Był to głównie efekt spadku ilości zawieranych transakcji na RTT (5%) i w dużej części było to związane z bardzo zmiennymi cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym (TGE). Przykładowy rozkład wielkości obrotu na giełdzie energii elektrycznej w okresie od stycznia 2021 r. do sierpnia 2022 r. w podziale na rynki RDN, RTT i RDB przedstawia rysunek 3.

W latach 2018–2020 na rynku RDN średnie roczne ceny w kontraktach Base, Peak i Offpeak cechowały się relatywnie niską zmiennością 10–19% (patrz: tab. 4). Zaburzenia w dostawach gazu ziemnego z Rosji do Europy zapoczątkowane w roku 2021 r. skutkowały wzrostem jego cen, co wpłynęło na wzrost cen węgla energetycznego i w efekcie na wzrost cen energii elektrycznej. Stąd w latach 2021–2022 (8 miesięcy) widoczna jest tak wysoka zmienność cen (29–48%) we wszystkich trzech kontraktach. Dobrze zmiany cen w tym okresie na rynku RDN w obrębie wszystkich trzech kontraktów ilustruje rysunek 4.



Rys. 3. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na rynki RDN, RTT i RDB; styczeń 2021–sierpień 2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b)

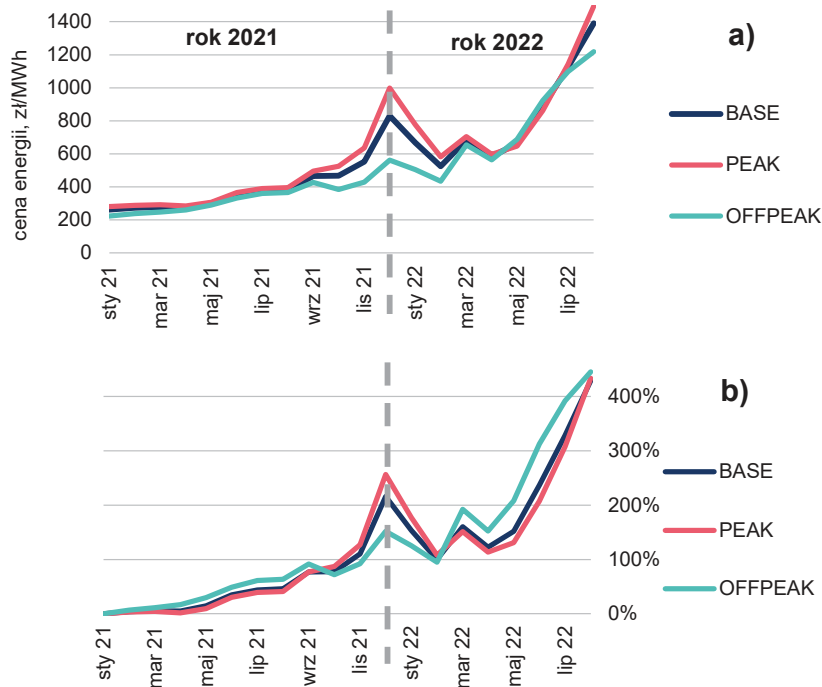
Fig. 3. Trading volumes on the POLPX by DAM, CFIM and IDM; January 2021–August 2022

TABELA 4. Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w kontraktach: Base, Peak, Offpeak; lata 2018–2022 (8 miesięcy)

TABLE 4. Comparison of average electricity prices on the DAM in contracts: Base

Rok	Średnie ceny na rynku RDN [zł/MWh]					
	BASE	zmiana	PEAK	zmiana	OFFPEAK	zmiana
		r/r		r/r		r/r
2018	226	42,6%	250	43,5%	182	40,1%
2019	230	2,1%	247	-1,0%	200	9,9%
2020	210	-9,0%	225	-9,1%	182	-9,1%
2021	402	91,5%	438	95,0%	344	89,2%
I-VIII 2022	816	103,0%	851	94,2%	761	121,4%
Zmienność i odchylenie standardowe						
Rok	Zmienność [%]			Odchylenie standardowe [zł/MWh]		
	BASE	PEAK	OFFPEAK	BASE	PEAK	OFFPEAK
2018	15	16	15	34	39	28
2019	10	10	13	24	24	26
2020	18	18	19	38	41	34
2021	41	48	29	164	209	100
I-VIII 2022	37	37	38	301	317	287

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b).



Rys. 4. Średnie ceny (a) oraz zmiany cen (b) energii elektrycznej na rynku RDN, styczeń 2021 r. – sierpień 2022 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b)

Fig. 4. Electricity average prices (a) and price changes (b) on the DAM, January 2021–August 2022

Wzrosty cen energii elektrycznej na giełdzie zauważalne są już na początku 2021 roku (rys. 4). Ten wzrost cen był spowodowany odbiciem gospodarki krajowej oraz unijnej po załamaniu wzrostu gospodarczego spowodowanego dużymi restrykcjami związanymi z epidemią koronawirusa. Tak silnego odbicia gospodarki nikt nie przewidział i pojawiło się duże zapotrzebowanie na energię. Wzrost ten bardzo przyspieszył w ostatnim kwartale 2021 r. w wyniku pojawiających się zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w UE. A w roku 2022 r. głównym impulsem wzrostu cen energii była zbrojna napaść Rosji na Ukrainę. Po ośmiu miesiącach ceny (RDN) są o 100% wyższe od cen uzyskanych w 2021 r.

Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena Base na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh, co oznacza wzrost o 191 zł/MWh w porównaniu roku 2020. Z kolei na RTT cena (na rok następny) za rok 2021 wyniosła 384 zł/MWh i była o 152 zł/MWh wyższa. Ceny miesięczne w całym roku były w tendencji rosnącej. Wzrost bardzo przyspieszył w końcówce roku. Ceny wzrosły do poziomu 830 zł/MWh (grudzień 2021 r.), i ukształtowały się na poziomie około 572 zł/MWh, tj. 222% wyższym niż w grudniu 2020 r (TGE). W sierpniu 2022 r. ceny miesięczne na RDN osiągnęły poziom 1391 zł/MWh (rys. 4).

W Polsce dominującą grupą kapitałową w wielkości wprowadzonej energii do sieci jest PGE z udziałem 41%. Ten stan utrzymuje się od kilku lat. Wśród innych dużych dostawców energii do sieci należy wymienić: Eneę, Tauron PE, PKN Orlen. W Polsce obecnie dominują grupy z przewagą kapitału polskiego. Stan koncentracji rynku w podsektorze wytwarzania energii mimo spadku w ostatnich dwóch latach jest wysoki i wynosi 63,8%. Wskaźnik według mocy zainstalowanej wynosi 58,3%. Jest to czynnik niekorzystny dla odbiorców.

Główną formą sprzedaży energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. była: sprzedaż na giełdzie energii (70,1%). Jest to duża zmiana w stosunku do sytuacji sprzed roku, gdy sprzedaż przez giełdę stanowiła 54,4%. Przedsiębiorstwa obrotu kierują sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (29,8%) oraz do odbiorców końcowych (34,2%).

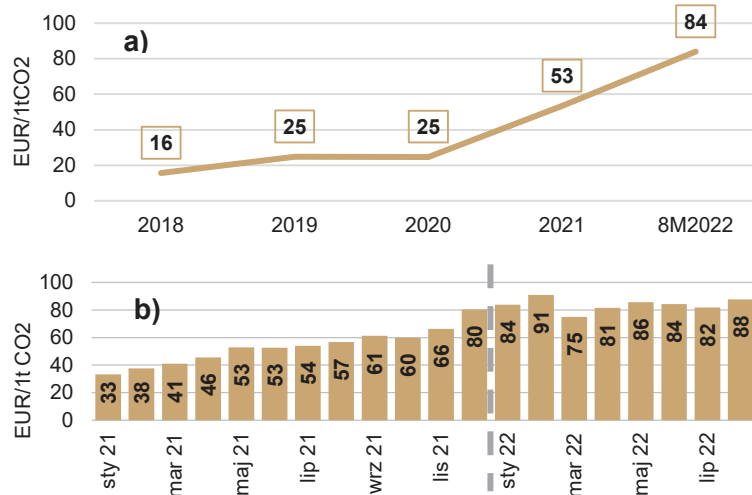
3. Ceny uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r.

Ważnym elementem wpływającym na ceny energii elektrycznej są koszty związane z emisją CO₂. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ mają coraz większy udział w kosztach produkcji energii elektrycznej. Relatywnie wysoka emisja CO₂ związana z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla w porównaniu do innych nośników energii powoduje, że udział tych kosztów jest istotny. Na dodatek ograniczenie emisji CO₂ jest głównym priorytetem dla Unii Europejskiej w polityce klimatycznej, przejawiając się w wyznaczaniu coraz większych limitów emisji. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do Roku 2040 (PEP 2021 a,b) do roku 2030 Polska ma zmniejszyć się emisję CO₂ w stosunku do 1990 r. o 30%.

Rysunek 5 przedstawia rozkład cen uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r., przy czym zaprezentowano je w układzie cen rocznych dla lat 2018–2022 (8 miesięcy) oraz cen miesięcznych w okresie od stycznia 2021 do sierpnia 2022 roku.

Obserwowane w ostatnich latach wzrosty cen uprawnień do emisji CO₂ można powiązać ze zmniejszającą się ilością rozdzielanych uprawnień do emisji oraz z bardzo wysokimi cenami gazu ziemnego. Wspomniany wzrost cen gazu ziemnego skutkowało wzrostem zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii. Wiele państw zachodnioeuropejskich (Niemcy, Włochy, Austria, Holandia) uruchomiły odstawione bloki węglowe, co wpłynęło na wzrost zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂. Wskaźniki emisji dla węgla są około 50% większe w porównaniu do wskaźników emisji dla gazu ziemnego.

W 2021 r. uprawnienia EUA do emisji CO₂ zyskały na wartości ok. 146%, licząc różnicę w cenie między 31 grudnia 2020 r. a 31 grudnia 2021 r., i zakończyły rok wartością bliską 80 EUR. Wzrost był kontynuowany od początku roku 2021. Średnia cen uprawnień EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad 2 razy wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53 EUR (w 2020 r. – 25 EUR). Po 8 miesiącach 2022 roku średnia ta wyniosła 83 EUR średnie miesięczne wahały się w granicach 75–88 EUR. Na duże wahania cen ma wpływ wiele czynników często przeciwstawnych.



Rys. 5. Ceny uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r.; a) ceny roczne, b) ceny miesięczne
 Źródło: opracowanie własne na podst. (EEX 2022)

Fig. 5. ETS EUA prices on EEX; (a) annual prices, (b) monthly prices

4. Analiza CDS – teoretycznej marży wytwórców energii

Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywa m.in. cena zużytego paliwa do jej wytworzenia a także cena uprawnień do emisji CO₂. Dlatego w niniejszym rozdziale przeprowadzono analizę różnicy pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej a ceną paliwa zużytego do jej wytworzenia i pozwoleń na emisję, które są określane mianem *Clean Dark Spread* (w skrócie: CDS) czyli teoretycznej marży wytwórcy. CDS można obliczyć według wzoru (1):

$$CDS = CEE - CW - CCO_2 \text{ [PLN/MWh]} \quad (1)$$

gdzie:

- CEE – cena energii elektrycznej [PLN/MWh],
- CW – cena zakupu paliwa [PLN/MWh] – w tym przypadku węgla,
- CCO₂ – cena pozwoleń na emisję [PLN/MWh].

W wykonywanej analizie uwzględniono odpowiednie sprawności danego procesu (w trzech wariantach), a wskaźniki emisji CO₂ przyjęto za szczegółowe (KASHUE-KOBI-ZE 2021). Szczegółowe dane wejściowe do obliczeń zaprezentowano w tabeli 5, a wyniki wykonanej symulacji w tabeli 6–8. W wykonywanych symulacjach wzięto pod uwagę trzy przypadki obliczeniowe, które różniły się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 32% (tab. 6), 36% (tab. 7) i 45% (najnowsze bloki; tab. 8).

Przyjęte dane wejściowe do analizy są w zakresach zmian charakterystycznych dla okresu styczeń – sierpień 2022 r.

TABELA 5. Dane wejściowe do obliczeń CDS

TABLE 5. Input data for CDS calculations

Założenia do obliczeń CDS	
Cena energii elektrycznej	Od 700 do 1400 zł/MWh
Cena węgla	Od 20 do 60 zł/GJ
Wartość opałowia węgla	22 MJ/kg
Cena uprawnień do emisji CO ₂	80 EUR/tCO ₂
Sprawność w trzech wariantach	32, 38 i 44%
Kurs PLN/EUR	4,8 zł/EUR
Współczynnik emisji WE (KASHUE)	0,9349 ton CO ₂ /MWh

Źródło: obliczenia własne.

TABELA 6. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 32%

TABLE 6. Results of CDS simulation calculations – 32% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO ₂							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	225	71	171	271	371	471	571	671	771
25	281	15	115	215	315	415	515	615	715
30	338	-41	59	159	259	359	459	559	659
35	394	-98	2	102	202	302	402	502	602
40	450	-154	-54	46	146	246	346	446	546
45	506	-210	-110	-10	90	190	290	390	490
50	563	-266	-166	-66	34	134	234	334	434
55	619	-323	-223	-123	-23	77	177	277	377
60	675	-379	-279	-179	-79	21	121	221	321

Źródło: obliczenia własne.

Wyróżnione w tabeli 6 szarością pola obrazują zestawy parametrów, dla których CDS przyjmuje wartości ujemne co należy rozumieć, że wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne a ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień.

Przedstawione w tabelach 6–8 obliczenia pokazują, jak przy zmianach cen węgla oraz cen energii elektrycznej a także założonym poziomie ceny uprawnień do emisji CO₂ zmienia się wartość CDS. Analizując przytaczane wyniki symulacji można zauważyć, że od ceny energii elektrycznej wynoszącej 1200 zł/MWh (włącznie) oraz dla każdej założonej

TABELA 7. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 38%

TABLE 7. Results of CDS simulation calculations – 38% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO ₂							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	189	170	270	370	470	570	670	770	870
25	237	123	223	323	423	523	623	723	823
30	284	76	176	276	376	476	576	676	776
35	332	28	128	228	328	428	528	628	728
40	379	-19	81	181	281	381	481	581	681
45	426	-66	34	134	234	334	434	534	634
50	474	-114	-14	86	186	286	386	486	586
55	521	-161	-61	39	139	239	339	439	539
60	568	-209	-109	-9	91	191	291	391	491

Źródło: obliczenia własne.

TABELA 8. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 45%

TABLE 8. Results of CDS simulation calculations – 45% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO ₂							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	160	253	353	453	553	653	753	853	953
25	200	213	313	413	513	613	713	813	913
30	240	173	273	373	473	573	673	773	873
35	280	133	233	333	433	533	633	733	833
40	320	93	193	293	393	493	593	693	793
45	360	53	153	253	353	453	553	653	753
50	400	13	113	213	313	413	513	613	713
55	440	-27	73	173	273	373	473	573	673
60	480	-67	33	133	233	333	433	533	633

Źródło: obliczenia własne.

w symulacji ceny węgla, wytwórca uzyskuje już wynik finansowy powyżej kosztów produkcji energii elektrycznej.

Podsumowanie

Analizując sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce (biorąc pod uwagę jego strukturę, mechanizmy), można zauważyć, że nie odbiegają one od kształtu rynku w większości innych państw europejskich. Dominującą grupą kapitałową wielkości wprowadzonej energii do sieci jest PGE oraz Enea, Tauron PE, PKN Orlen. Stan koncentracji rynku w podsektorze wytwarzania energii mimo spadku w ostatnich dwóch latach jest wysoki i wynosi 63,8%. Wskaźnik według mocy zainstalowanej wynosi 58,3%. Jest to czynnik niekorzystny dla odbiorców.

Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Na TGE notowane są głównie trzy kontrakty: Base, Peak i OffPeak. Poziomy obrotów na tych rynkach w 2021 r. były zbliżone do notowanych wielkości w 2022. Główne rynki handlu energią elektryczną na TGE to: RDN (Rynek Dnia Następnego), RTT (Rynek Towarowy Terminowy) oraz RDB (Rynek Dnia Bieżącego). Na RTT obroty objęły prawie 84%, RDN 15% i RDB 1%.

Główną formą sprzedaży energii elektrycznej w 2021 r. była: sprzedaż na giełdzie energii (70,1%). Jest to duża zmiana w stosunku do sytuacji sprzed roku, gdy sprzedaż przez giełdę stanowiła 54,4%. Przedsiębiorstwa obrotu kierują sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (29,8%) oraz do odbiorców końcowych (34,2%).

Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena Base na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh, na RTT cena (na rok następny) za rok 2021 wyniosła 384 zł/MWh. W sierpniu 2022 r. ceny miesięczne na RDN osiągnęły poziom 1391 zł/MWh.

W 2021 r. uprawnienia EUA do emisji CO₂ zyskały na wartości ok. 146% i zakończyły rok wartością bliską 80 EUR. Średnia cen uprawnień EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad 2 razy wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53 EUR, a po 8 miesiącach 2022 roku wyniosła 83 EUR.

Przedstawiony w rozdziale schemat obliczeń symulacyjnych umożliwia ocenę, jak ceny uprawnień do emisji CO₂ wpłyną na ceny energii elektrycznej. W przeprowadzonych obliczeniach pokazano zmianę CDS w funkcji zmian cen energii i zmian cen węgla przy założonych dwóch poziomach cen emisji. Zademonstrowano trzy przypadki obliczeniowe różniące się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 32, 36 i 45% (najnowsze bloki). W zestawieniach tabelarycznych wyróżniono trzy obszary wyników które obrazują zestawy parametrów, dla których CDS:

- przyjmuje wartości ujemne (wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne). Ceny energii nie pokrywają nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień,
- przyjmuje powyżej 60 zł/MWh. Można przyjąć, że ten poziom to minimalna teoretyczna marża wytwórcy, która umożliwi pokrycie kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej,
- ma wartość dodatnie ale jest wyższy niż 60 zł/MWh. Wówczas ceny energii pokryją koszty zakupu paliwa, uprawnień do emisji a także pokryją koszty stałe elektrowni.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- ARE 2016-2022 – Statystyka elektroenergetyki polskiej. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, wydania z lat 2016–2022.
- ARE 2018-2022 – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2018–2022.
- Biuletyn URE – Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, numery z lat 2020–2022. [Online:] <https://www.ure.gov.pl/urzadz/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/biuletyn-urzedu-regula> [Dostęp: 25.08.2022].
- EEX 2022 – European Energy Exchange AG. [Online:] <https://www.eex.com/en/> [Dostęp: 15.02.2022].
- GUS 2016–2022 – Gospodarka paliwowo-energetyczna. Wyd. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, wydania z lat 2016–2022.
- KASHUE-KOBIZE 2021 – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2019 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2022. Warszawa, grudzień 2021. KOBiZE, s. 7.
- PEP 2021a – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- PEP 2021b – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik 2 Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- PSE 2022 – Polskie Sieci Energetyczne. [Online:] <https://www.pse.pl/home> [Dostęp: 25.08.2022].
- TGE 2022a – Towarowa Giełda Energii. Rynek Dnia Następnego (RDN). [Online:] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn> [Dostęp: 25.08.2022].
- TGE 2022b – Towarowa Giełda Energii. Raporty miesięczne z lat 2018–2022. [Online:] <https://tge.pl/dane-statystyczne> [Dostęp: 25.08.2022].

Ceny energii elektrycznej na rynku krajowym

Słowa kluczowe: energia elektryczna, ceny, TGE

Streszczenie: W roku 2021 po raz siódmy (od 2000 r.) bilans krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej był ujemny, przy czym różnica (–887 GWh) była niewielka w porównaniu z rokiem wcześniejszym (–13,3 TWh), dzięki znacznemu wzrostowi produkcji na poziomie 13,6%. W ostatnim okresie także nastąpiła zmiana relacji cenowych pomiędzy Polską i krajami sąsiednimi. Duży wzrost cen gazu spowodował, że produkcja energii z węgla kamiennego stała się bardziej rentowna. W 2022 r. ta sytuacja się jeszcze bardziej pogłębiła. W efekcie import energii do Polski ulegał stopniowemu ograniczeniu, rósł natomiast eksport. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena BASE na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh. Ceny miesięczne w całym roku były w tendencji rosnącej. Wzrost bardzo przyspieszył w końcówce roku. W 2022 roku w sierpniu na RDN ceny osiągnęły poziom 1390 zł/MWh. Średnia cena uprawnień do emisji CO₂ EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad dwukrotnie wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53,4 EUR (w 2020 r. – 24,7 EUR). W 2021 r. uprawnienia do emisji CO₂ zyskały na wartości ok. 146%. Po ośmiu miesiącach 2022 r. ceny uprawnień do emisji wyniosły około 84 EUR a maksymalne ceny sięgały 95 EUR w notowaniach dziennych. W wyniku przeprowadzonej symulacji CDS określono przy jakich parametrach zewnętrznych takich, jak cena węgla, ceny uprawnień do emisji produkcja energii elektrycznej w Polsce jest opłacalna w zależności od sprawności.

Electricity prices on the domestic market

Keywords: electricity, prices, TGE

Abstract: In 2021, for the seventh time (since 2000), the balance of domestic electricity production and consumption was negative, with the difference (–887 GWh) being small compared to the previous year (–13.3 TWh), thanks to a significant 13.6% increase in production. There has also been a recent change in the price relationship between Poland and neighbouring countries. The large increase in gas prices has made coal-fired power generation more profitable. In 2022, this situation has further intensified. As a result, energy imports to Poland were gradually reduced, while exports increased. The sale and purchase of electricity on the Polish energy market takes place primarily on the energy exchange operated by TGE SA in the form of standard transactions or contracts. The most important prices on the POLPX are those quoted on the DAM. Prices from this trading floor are treated as reference for the pricing of other contracts. The BASE price on the DAM was at 401 PLN/MWh in 2021. Monthly prices were on an upward trend throughout the year. The increase accelerated greatly at the end of the year. In 2022, prices reached 1,390 PLN/MWh on the DAM in August. The average price of CO₂ EUA allowances from the ICE and EEX exchanges in 2021 was more than twice as high as in 2020, at EUR 53.4 (EUR 24.7 in 2020). In 2021, CO₂ EUAs gained in value by approximately 146%. After eight months of 2022, emission allowance prices were around EUR 84 and maximum prices reached EUR 95 in daily quotations. As a result of the CDS simulation, it was determined at which external parameters, such as the price of coal and the price of emission allowances, the production of electricity in Poland is profitable according to efficiency.